

CO₂ 输送管道腐蚀研究进展

胡耀强, 何飞, 鲍文, 刘婷婷

(陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710075)

摘要: 在碳捕获、利用与封存(CCUS)的研究中, CO₂管输中的腐蚀控制尤为重要。在 CO₂管道腐蚀研究成果的基础上, 归纳了 CO₂输送管道的腐蚀速率、机理、过程及主要控制措施。研究显示 H₂O 是产生腐蚀的主要因素, 输送过程中水含量的均值不应超过 0.038%(体积分数)。当存在 SO₂ 及 O₂ 时, 管道的腐蚀速率将达到 4.0 mm/a; 当存在 NO₂ 时, 管道的腐蚀速率将达到 12 mm/a。O₂ 含量较低时加速腐蚀, 当 O₂ 含量大于 0.057%(体积分数) 时出现钝化现象, 且腐蚀速率小于 0.01 mm/a。CO₂ 腐蚀产物中的表层是 FeCO₃ 等轴晶粒, 中间为棒状晶粒且充满孔洞, 最内层为致密的 FeCO₃ 晶粒。形成过程为: 钢材基体在最初溶解阶段形成 Fe₃C 架构, FeCO₃ 晶粒沉积在表面, 然后 CO₃²⁻ 和 HCO₃⁻ 向内扩散并与钢基体反应形成中间层和内层。工程中采用抗腐蚀管材、涂镀层管材、加注缓蚀剂以及阴极保护等措施克服腐蚀影响。

关键词: 二氧化碳; 管道输送; CCUS; CO₂ 腐蚀; 腐蚀控制

中图分类号: TG172 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2016)08-0014-08

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2016.08.003

Research Progress of Corrosion on CO₂ Pipeline Transportation

HU Yao-qiang, HE Fei, BAO Wen, LIU Ting-ting

(Shaanxi Yanchang Petroleum Group Research Institute, Xi'an 710075, China)

ABSTRACT: Corrosion control for CO₂ pipeline is especially important in the study of carbon capture, utilization and storage (CCUS) project. Based on the research results, corrosion rate, mechanism, and process of CO₂ pipeline were summarized in this paper. The results showed that H₂O was the key factor for corrosion, and the content in pipeline transport was under 0.038% (volume fraction). The corrosion rate was 4.0 mm/a when mixed with SO₂ and O₂, and even 12 mm/a when mixed with NO₂. Corrosion was accelerated when O₂ concentration was low. When it was higher than 0.057% (volume fraction), passivation phenomenon appeared and the corrosion rate was below 0.01 mm/a. In CO₂ corrosion products, there were three layers: equiaxed crystal FeCO₃ in surface layer, clubbed crystal in middle layer and dense crystal particle FeCO₃ in innermost layer. During the process of CO₂ corrosion, steel pipeline dissolved to form Fe₃C framework, and FeCO₃ crystal particle deposited on its surface. Then, CO₃²⁻ and HCO₃⁻ diffused inward to form the middle and innermost layer. In engineering design, corrosion-resistant tube, protective layer tube, corrosion inhibitor, and cathodic protection are used to solve corrosion problem.

KEY WORDS: carbon dioxide; pipeline transportation; CCUS; CO₂ corrosion; corrosion control

收稿日期: 2016-03-18; 修订日期: 2016-05-11

Received: 2016-03-18; Revised: 2016-05-11

基金项目: 陕西延长石油(集团)有限责任公司项目(yesy2015ky-B-20); 国家科技支撑计划项目(2012BAC26B03)

Fund: Supported by the Program of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Corp. Ltd (ycsy2015ky-B-20), and the National Key Technology Support Program (2012BAC26B03)

作者简介: 胡耀强(1978—), 男, 博士, 工程师, 主要研究方向为油气田地面集输。

Biography: HU Yao-qiang (1978—), Male, Ph. D., Engineer, Research focus: oil and gas surface gathering.

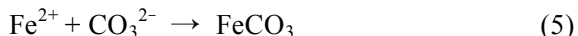
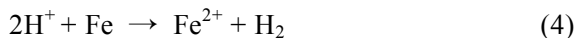
碳捕获、利用与封存 (CCUS) 技术是把化工生产过程中排放的 CO₂ 捕集提纯后, 注入石油开采的油气井中, 实现地质封存的同时提高了采收率 (EOR) [1-3]。此工艺实现了资源化利用而产生经济效益, 在有效控制温室气体排放的同时, 促进了煤化工、电力等 CO₂ 高排放行业的转型和升级 [4-5]。CCUS 工程中, 管道输送 CO₂ 是最经济有效的方式 [1-5]。世界上有超过 6000 km 的 CO₂ 管道, 输量超过 150 Mt/a, 其中 5800 km 位于美国、加拿大等地区, 其他分布在挪威和土耳其等国。国内仅在吉林、胜利、江苏等油田有小规模的输送管道, 总里程为 59.8 km, 其中 15.8 km 设计为液态输送, 其余为气态输送 [1-5]。延长石油集团于 2012 年开展了 CCUS 项目 [6], 已建成 4 座 CO₂ 注入站, 注入量为 6×10⁴ t/a, 更大范围的工程建设正在进行中。

在管输过程中, 管材腐蚀是一个重要的影响因素。美国运输部的统计数据显示, 1986—2001 年, CO₂ 管道运输事故中的 20% 是由腐蚀引起的 [7]。CO₂ 管输的内腐蚀问题是制约碳封存技术发展及应用的 关键因素之一。

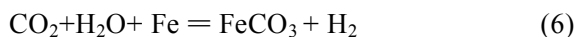
本文重点对 CO₂ 管输过程中不同钢材的腐蚀因素、腐蚀机理以及腐蚀控制措施进行总结分析, 为 CCUS 项目中 CO₂ 的管输工艺提供技术支持。

1 钢质管材中 CO₂ 腐蚀机理

一般认为, CO₂ 腐蚀过程分为几个步骤 [8-9]:



总腐蚀反应:



CO₂ 腐蚀表现为全面腐蚀和沉淀物下面的局部腐蚀两种。现在普遍认为, 应以局部腐蚀来定义和评价预测。

2 CO₂ 腐蚀性及其缓蚀剂

2.1 对 N80 管材的腐蚀性

N80 管材在井下环境中 10 d 内的 CO₂ 腐蚀动

力学研究显示 [10], 延长接触时间, 腐蚀速率呈指数递减, 1 d 内的腐蚀速率达到 1.4 mm/a, 4~10 d 内的腐蚀速率为 0.65 mm/a。腐蚀产物膜的形成需要经过晶粒成核和长大两个过程, 前期受阴极速率控制, 后期受阳极扩散控制。从能谱分析发现, 腐蚀产物的成分在 6 d 后达到稳定; EIS 图谱上出现 Warburg 阻抗, 结合极化曲线推测, 产物阻碍 Fe²⁺ 离子的扩散, 使已形核的晶粒长大。10 d 后形成完整而致密的腐蚀产物膜, 导致腐蚀电流密度急剧降低, 自腐蚀电位显著正移 [11-13]。

2.2 对 X52 管材的腐蚀性

CO₂ 对 X52 管材的平均腐蚀速率为 0.6289 mm/a [14]。其宏观腐蚀形态表现为均匀腐蚀, 但扫描电镜显示以局部腐蚀为主, 表面形成的三层形貌及成分各异的腐蚀产物均是 FeCO₃ 和 Fe₂O₃。李桐等 [15] 进一步证实, 表层是 FeCO₃ 等轴晶粒, 中间为棒状晶粒且充满孔洞, 最内层为致密的 FeCO₃ 晶粒。初始阶段, 钢基体溶解继而形成 Fe₃C 架构, 并在其表面沉积 FeCO₃ 晶粒, 然后 CO₂²⁻ 和 HCO₃⁻ 向内扩散, 并与钢基体反应形成中间层和内层。

2.3 对 X65 管材的腐蚀性

CO₂ 对 X65 钢腐蚀的测试结果显示 [16], 在 60 °C、CO₂ 分压 0.4 MPa 的湿气环境中, 7 d 后的平均腐蚀速率为 0.44 mm/a, 而完全浸泡在水中时的平均腐蚀速率为 1.12 mm/a。湿气温度较低时, 腐蚀受电化学活化控制, 速率较低; 反之, 腐蚀速率随液膜厚度、冷凝速率和液膜温度的增加而增大, 达到一个极限后, 更易形成致密的腐蚀产物膜而使腐蚀速率下降。

虞毅等进一步测试了 X65/316L 机械复合管焊接接头的 CO₂ 腐蚀行为 [17], 测试表明, 60 °C 时的腐蚀速率为 0.148 mm/a, 随温度的升高, 腐蚀产物膜越来越多, 95 °C 时脱落后露出金属本体, 使腐蚀加速。EDS 分析发现腐蚀产物为 FeCO₃ 和 Cr₂O₃ 的混合物, 整个过程属于均匀腐蚀。

对 X65 和 3Cr 钢材作为海底管道用钢的抗 CO₂ 腐蚀性能研究显示 [18-22], 温和环境中, X65 和 3Cr 钢的平均腐蚀速率均较低, 60 °C 环境中的速率分别为 0.5 mm/a 和 3.5 mm/a。随着温度和 CO₂ 分压的提高, 与 X65 钢相比, 3Cr 钢表现出更优越的抗

CO₂ 腐蚀性能。在中等和苛刻的腐蚀环境中，3Cr 钢可有效抑制局部腐蚀的发生。

2.4 对 X70 管材的腐蚀性

多相流动状态下 CO₂ 分压对 X70 钢的腐蚀影响研究显示^[23]，静态条件时的腐蚀速率为 0.015 mm/a，动态环路中的腐蚀速率为 0.381~0.458 mm/a。随着分压的增加，腐蚀介质的酸性增强，阴极反应速度升高，腐蚀加快。CO₂ 还会与 Mg²⁺、Ca²⁺、Fe²⁺ 等阳离子反应，在挂片表面形成产物膜，从而降低腐蚀速度。此外，升高温度将降低腐蚀速率达到最大值时的 CO₂ 分压。张伟卫等^[24]的研究进一步显示，升高温度使腐蚀速率增大且点蚀越来越明显，30 °C 时的腐蚀速率为 1.617 mm/a，60 °C 时的腐蚀速率为 2.302 mm/a。钢中珠光体、线状贝氏体组织及非金属夹杂物（MnS、CaS 等），在腐蚀环境中促进了管线钢的腐蚀。

2.5 对 X80 管材的腐蚀性

X80 钢在一般 CO₂ 酸性土壤模拟液中的腐蚀速率为 0.1261 mm/a^[25]。电化学腐蚀特性实验显示^[26]，在 30~80 °C 时，阳极反应机理没有发生变化，而阴极在 60 °C 时发生改变。X80 钢腐蚀的电化学阻抗谱有三个时间常数，其中低频感抗弧与试样表面的活化溶解有关，低频容抗弧与试样表面的腐蚀产物膜有关；温度升高，EIS 曲线的低频区感抗弧逐渐缩小，容抗弧逐渐扩大。

2.6 CO₂ 分压的影响

CO₂ 分压对 J55 油管腐蚀产物膜特征的影响研究结果显示^[27]：随着 CO₂ 分压的升高，试样表面上的沉积物量和厚度逐渐增大，J55 油管点蚀越发严重；膜层局部缺陷是导致 J55 油管基体表面点蚀的主要诱因；在高 CO₂ 分压条件下，产物膜厚度增长变慢，保护性能降低，电位逐渐降低，电流密度逐渐增大，容抗弧的半径逐渐减小，腐蚀受扩散控制减弱；高的 CO₂ 分压促进钙盐和镁盐的沉积，腐蚀产物不仅含有 FeCO₂ 和少量的 Fe₃C，还含有复盐 Fe(Ca,Mg)(CO₃)₂。

2.7 对其他管材的腐蚀性

气田环境中常见钢材的耐 CO₂ 腐蚀性顺序为

13Cr>3Cr>N80>P110>J55^[28]。油田环境中，P110、J55、1Cr3 和 0Cr13 四种钢材的抗 CO₂ 腐蚀能力为 0Cr13>1Cr13>J55>P110^[29]。以上说明，含铬钢材的耐腐蚀性普遍较强，而 P110 和 J55 钢之间的差别主要在于不同的水环境。有生产厂家新开发的 M13Cr 型钢材的抗 CO₂ 腐蚀性测试结果显示^[30]，在高温、高 Cl⁻ 浓度、高 CO₂ 浓度的环境下，腐蚀产物膜致密，抗 CO₂ 腐蚀能力强，在 150 °C 以下的范围内能满足 CCUS 工程对管材的要求。

2.8 水含量的影响

有学者认为含水量是影响腐蚀的主要因素，腐蚀首先发生在水润湿钢铁表面^[31]，在干燥 CO₂ 中，碳钢的腐蚀速率非常低。Zhang 等人^[32]证实，X75 和 X65 两种碳钢在 80 °C、13.5 MPa 的干燥 CO₂ 环境中放置 96 h，未发生腐蚀。更多的试验证实，C1018 碳钢在 50 °C、24 MPa 的干燥 CO₂ 环境中未见腐蚀痕迹^[33-35]。

比较 3Cr 钢和碳钢在含 CO₂ 环境中的腐蚀速率发现^[36]，在模拟环境中，3Cr 钢和碳钢在高温常压条件下的腐蚀速率分别为 0.118 mm/a 和 0.408 mm/a，碳钢的腐蚀速率是 3Cr 钢的 3 倍多；当温度和压力提高后，3Cr 钢的腐蚀速率为 1.59 mm/a，与碳钢的 1.54 mm/a 相当。

2.9 气液混输的影响

韩霞等^[37]的研究发现，混输介质的气液比决定水平直管段及弯头等部位的流型特征，进而影响腐蚀速率。对于水平管段，腐蚀速率随气液比的减小、液体流速的增大而增大；对于弯头部位，高气液比条件下会出现腐蚀速率跳跃式降低的现象。通过对流型段塞频率的定量分析，发现腐蚀速率与段塞频率呈正相关的线性关系，由此认为高气液比有助于减缓管道腐蚀。该结论为 CO₂ 驱集输管线设计提供了新的腐蚀控制思路。

2.10 对油套管的腐蚀性

镍钨合金镀层对 QT-900 油管耐 CO₂ 腐蚀的影响研究结果显示^[38]，镍钨合金镀层中主要含有 Ni 和 W 元素，Fe 和 Mn 元素含量较少，镀层平均厚度为 55 μm 左右时，在温度 60 °C、CO₂ 分压 1.07 MPa、拉应力 439 MPa 的条件下，平均腐蚀速率为 0.0160 mm/a，

约为普通连续油管的 1/40, 属于轻度腐蚀, 说明镍钨合金镀层具有良好的耐 CO₂ 腐蚀性能。

CO₂ 腐蚀对套管强度动态的影响分析显示^[39], 腐蚀引起的壁厚减薄使套管柱剩余强度随时间的增加逐渐降低, 稳产阶段初期下降最快, 随时间的增加下降趋势逐渐减缓, 其沿井深分布规律与腐蚀速率的变化规律相似。套管强度受均匀腐蚀影响显著, 其降低程度在定产降压阶段高于套管极限抗内压强度和管体抗拉强度。

2.11 CO₂ 缓蚀剂

抗 CO₂ 腐蚀油气井缓蚀剂主要有咪唑啉类、铵盐和季铵盐类、有机磷酸盐类等^[40]。咪唑啉类缓蚀剂是应用最广泛的石油工业用缓蚀剂, 对含 CO₂ 和 H₂S 的体系有明显的缓蚀效果。咪唑啉环上的酰胺基官能团有很好的亲核性, 容易吸附在金属表面, 极大地抑制阴极和阳极的腐蚀过程, 缓蚀作用明显。铵盐和季铵盐类缓蚀剂主要靠氮原子吸附在油气井中的吸附成膜, 其官能团之间相互嫁接, 在金属表面形成多中心吸附, 大大提高其在铁表面上的吸附活性, 显示出良好的缓蚀特性, 对腐蚀能产生抑制作用。而有机磷缓蚀剂是一类高效、用途广泛的缓蚀剂, 主要用于石油天然气开采以及金属防腐蚀等方面, 但由此产生的水体富营养化问题是不利因素。同时分析指出, 局部腐蚀和高温高压腐蚀缓蚀剂的开发及其应用机理、性能评价与预测将是研究的重点方向。

咪唑啉类缓蚀剂对 P110 钢在 CO₂ 注入井环空中的应力腐蚀 (SCC) 影响分析显示^[41], 对于 2100 m 井深的油井, 第五年时的平均腐蚀速率为 0.1696 mm/a。缓蚀测试表明, 缓蚀剂浓度对 P110 钢的 SCC 行为有重要影响, 足量时对均匀腐蚀和 SCC 均有较好的抑制效果, 但浓度不足时反而会增大 SCC 敏感性。

王彬等^[42]研究了针对 Q235 钢抗 CO₂ 腐蚀的气液双相咪唑啉衍生物缓蚀剂的缓蚀行为, 结果显示, 该硫脲基咪唑啉缓蚀剂能有效地抑制 Q235 钢在气液双相中的 CO₂ 腐蚀。

3 超临界态 CO₂ 的腐蚀性及其控制措施

3.1 超临界 CO₂ 的腐蚀特性

2012 版《危险化学品名录》中, 液化和压缩

的 CO₂ 均为第 2 类不可燃烧化学品^[43]。国外超临界 CO₂ 管道输送的经验表明: 此时的 CO₂ 兼有气体和液体的特征, 具有气体易于扩散和运动的特征, 传质速率远大于液体, 与一般油气输送管道最大的区别是特殊的腐蚀、泄露风险及对密封材料的要求^[44-45]。理想气体状态方程已经不再适用, 以往认为的 CO₂ 分压在腐蚀中起决定作用的说法不再成立^[46]。水与超临界 CO₂ 之间的互溶度与材料的腐蚀行为密切相关^[47]。

3.2 杂质组分的影响

在气源地 CO₂ 捕集过程中, 不可能把其中的 O₂、SO_x 和 NO_x 等杂质组分完全去除。不同的 CO₂ 捕集来源, 杂质组分及其含量有所差异。

一般的油气集输管道中, CO₂ 是杂质, 水是主体, 这是与 CO₂ 超临界管输的主要差别^[6]。Ohio University^[48]研究显示: 在超临界 CO₂ 管输中, 即使水含量仅为饱和时的 1/5, 有微量 SO₂ 以及 O₂ 存在时, 腐蚀速率将达到 4.0 mm/a, 当有微量 NO₂ 存在时, 腐蚀速率能达到 12 mm/a^[49], 远大于石油行业的一般要求 (小于 0.0076 mm/a)。按照一般输送管道设计采用的腐蚀余量计算, 在一年时间内输送管道将管壁穿孔而破裂。CO 也会加速碳钢腐蚀^[50]。超临界 CO₂ 管输中的 O₂ 能显著加速钢管腐蚀, 腐蚀速率甚至大于 100 mm/a^[51], 而当 O₂ 体积分数大于 0.057% 时, 钢管出现钝化现象, 腐蚀速率甚至低于 0.01 mm/a。研究还显示, NH₃ 对腐蚀起减速作用。常压下, 少量的 H₂S 会降低 CO₂ 的腐蚀速率, 但中、高含量的 H₂S 则会明显加剧 CO₂ 腐蚀。

3.3 超临界 CO₂ 管输腐蚀控制

3.3.1 CO₂ 管输组分要求

根据以上研究结论, CO₂ 进入管道之前进行净化处理, 可以从根源上控制腐蚀。因此北美等国家的一些管道公司对超临界相态输送 CO₂ 时的组分提出了要求^[43-54], 如表 1 所示。

从表 1 看出, 各公司在对 CO₂ 组分的要求中, H₂O 含量需极低, 六家公司的 H₂O 含量平均为 0.038 62%, 还有另外两家的要求为未检测出。CO₂ 组分都要求在 95% 以上, 仅有 Canyon Reef Carriers 管道要求范围较大, 但明确提出其余组分主要是 CH₄, 其他组分含量 (如 H₂S、O₂) 与其他管输公司类似。

表 1 北美等地区部分管输 CO₂ 的化学成分
Table 1 Chemical component of pipeline transporting CO₂ in North American area

管道	体积分数/%							
	CO ₂	CH ₄	N ₂	H ₂ S	O ₂	NO _x	SO _x	H ₂ O
Canyon Reef Carriers (SACROC)	85~98	2~15	<0.5	<0.026	—	—	—	<0.0122
Weyburn	96	0.7	<0.03	0.9	<0.005	—	—	<0.002
Central Basin	98.5	0.2	1.3	<0.0026	<0.0014	—	—	0.063
Sheep Mountain	96.8~97.4	1.7	0.6~0.9	—	—	—	—	0.0315
Bravo Dome	99.7	—	0.3	—	—	—	—	—
Cortz	95	1~5	4	0.002	微量	—	—	0.063
Jackson Dome NJED	98.7~99.4	微量	微量	微量	—	—	—	—
Kinder Morgan	95	—	<4	0.001~0.02	0.001	—	—	0.06

3.3.2 现场实验

国内中石油 CO₂ 驱油与封存实验基地在吉林油田矿场建立了 CO₂ 腐蚀模拟装置,并开展了相关实验,建立了一种全尺寸腐蚀模拟放大实验装置^[52]。针对 CO₂ 驱油现场的实际,综合考虑了影响 CO₂ 驱油腐蚀的各个因素,设计并研制了更有效的高温高压 CO₂ 腐蚀模拟实验装置,可实现液态 CO₂ 流量 0~0.9 m³/h、温度-25~120 °C、最高压力 32 MPa 下各种矿场腐蚀环境的模拟。实验结果显示,S13Cr 和 13Cr 不锈钢在实验条件下均具有很低的腐蚀速率;P110、N80、J55、X60 和 3Cr 的腐蚀速率都很高,均高于 0.125 mm/a 的矿场腐蚀标准。相比之下,随 CO₂ 分压的增大,J55 和 P110 钢的腐蚀速率变化较小,其余 3 种钢在模拟工况下具有较好的耐蚀能力,碳钢和含 Cr 低合金钢的耐腐蚀性能不能满足要求。

4 防腐措施

总结发现在工程实施中,一般采取一种或多种措施来抑制 CO₂ 的腐蚀发生:

1) 耐蚀合金钢管材。该类管材依靠自身的耐腐蚀性能抵抗 CO₂ 腐蚀,施工要求与普通碳钢管材一致,且工艺简单,无需其他配套设施。

2) 涂镀层管材。该类管材主要依靠涂层或镀层隔绝管材与腐蚀介质的接触而达到防腐效果。常用涂层有环氧型、改性环氧型、酚醛环氧型树脂以及尼龙等,镀层包括锌、铝及其合金等。该工艺对油气田的生产影响较小,工艺简单且成本较低。

3) 缓蚀剂。依靠缓蚀剂的防腐作用达到减缓

腐蚀的效果。通常选用油溶性水分散的表面活性剂,如磷酸酯与烷基胺的反应产物、咪唑啉、多胺类及咪唑啉与硫脲的复配物等。该技术成本低,投资小,但对工艺有一定要求。

4) 阴极保护。该方式采用牺牲阴极来保护作为阳极的管材免受腐蚀,是各种管道输送工程设计中常用的方法,且工艺成熟。

5 结语

在 CCUS 项目中,采用超临界相态管道输送 CO₂ 是最佳选择。本文综述了国内外项目开展过程中 CO₂ 管道输送的腐蚀类型及重要影响因素。研究发现,在 CO₂ 管输过程中,因为腐蚀发生的事故占到 20%。腐蚀过程表现为 CO₂ 首先溶于水形成碳酸,然后与铁反应而腐蚀管道。腐蚀速率应以局部腐蚀来评价。常用钢材中按照 N80、X52、X65、X70、X80 的顺序,抗 CO₂ 腐蚀能力依次增加。另外,含 Cr 类的钢耐 CO₂ 腐蚀能力较强。在油田水环境中,M13Cr 型钢材能满足 CCUS 工程要求。

尽管国内外对 CO₂ 腐蚀的影响因素、机理、腐蚀速率及各类管材的抗腐蚀性进行了较多研究,但以下几个方面还需引起科研工作者的思考:

1) 目前对低 Cr 钢抗腐蚀性能的研究,除了考虑 CO₂ 腐蚀产物表征、温度、Cr 含量、管材处理工艺对腐蚀的影响以外,还应考虑在不同腐蚀环境中的抗腐蚀性能结果存在较大的差异,尤其是不同型号的使用范围需进一步明确。

2) CO₂ 管输过程中,对同时含有微量 O₂、H₂O、SO₂ 的综合腐蚀缺乏全面、深入地研究,而这是在

CCUS 项目 CO₂ 气源中真实存在的。

3) 针对 CO₂ 输送过程的局部腐蚀及防护、评价以及预测仍是研究的重点, 开发功能多、效率高和环境友好的缓蚀剂将是防腐研究的重点。

参考文献

- [1] 刘建武. 二氧化碳输送管道工程设计的关键问题[J]. 油气储运, 2014, 23(4): 369—373.
LIU Jian-wu. Key Issues Related to Engineering Design of CO₂ Transportation Pipeline[J]. Oil and Gas Storage and Transportation, 2014, 33(4): 369—373.
- [2] 叶健, 杨靖伟. 液态二氧化碳输送管道的设计要点[J]. 油气田地面工程, 2010, 29(4): 37—38.
YE Jian, YANG Jing-wei. Key Points of Pipeline Transportation Design of Liquid Carbon Dioxide [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2010, 29(4): 37—38.
- [3] 吴瑕. 二氧化碳的管道输送工艺[J]. 油气田地面工程, 2010, 29(9): 52—53.
WU Xia. Pipeline Transportation Process of Carbon Dioxide [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2010, 29(4): 37—38.
- [4] 王玉晶, 林海波. CO₂ 驱油田工程技术研究[J]. 石油规划设计, 2010, 19(2): 30—31.
WANG Yu-jing, LIN Hai-bo. The Study of CO₂ Displace Oil Engineering Technical [J]. Petroleum Planning & Engineering, 2010, 19(2): 30—31.
- [5] 黄辉, 周晶, 粟科华. CO₂ 输送管道工程设计标准的探讨[J]. 天然气工业, 2014, 34 (12): 131—134.
HUANG Hui, ZHOU Jing, SU Ke-hua. A Discussion on the Establishment of CO₂ Pipeline Engineering Design Criteria[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 131—134.
- [6] 王维波, 黄春霞, 江绍静, 等. CO₂ 驱油与封存的地面注入工艺技术[J]. 石油工程建设, 2015, 41(2): 40—42.
WANG Wei-bo, HUANG Chun-xia, JIANG Shao-jing, et al. Surface Injection Technology for CO₂ Flooding and Sequestration [J]. Petroleum Engineering Construction, 2015, 41(2): 40—42.
- [7] 左甜, 刘小辉, 蒋秀, 等. 超临界 CO₂ 输送管道的腐蚀研究进展[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2011, 28(6): 1—3.
ZUO Tian, LIU Xiao-hui, JIANG Xiu, et al. Development of Research in Corrosion on Supercritical CO₂ Transportation Pipelines [J]. Corrosion & Protection in Petrochemical Industry, 2011, 28(6): 1—3.
- [8] 李全安, 张清, 文九巴, 等. CO₂ 对油气管材的腐蚀规律及预测防护[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2004, 16(6): 381—384.
LI Quan-an, ZHANG Qing, WEN Jiu-ba, et al. Prediction and Prevention of CO₂ Corrosion of Oil Tubular Goods [J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2004, 16(6): 381—384.
- [9] 朱世东, 刘会, 白真权. CO₂ 腐蚀机理及其预测防护[J]. 热处理技术与装备, 2008, 12(6): 37—41.
ZHU Shi-dong, LIU Hui, BAI Zhen-quan. CO₂ Corrosion Mechanism and Its Forecast Protection [J]. Heat Treatment Technology and Equipment, 2008, 12(6): 37—41.
- [10] 李波, 任呈强, 刘丽, 等. N80 钢的 CO₂ 腐蚀动力学研究[J]. 材料导报 B, 2013, 27(5): 116—119.
LI Bo, REN Cheng-qiang, LIU Li, et al. Research on the Kinetics of CO₂ Corrosion on N80 Steel [J]. Materials Review, 2013, 27(5): 116—119.
- [11] 崔钺, 兰惠清, 康正凌, 等. 基于流场计算的天然气集输管线 CO₂ 腐蚀预测模型[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 386—392.
CUI Yue, LAN Hui-qing, KANG Zheng-ling, et al. Improvement of a CO₂ Corrosion Prediction Model for Natural Gas Pipelines Based on Flow Field Calculation [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(2): 386—392.
- [12] NESIC S, NORDSVEEN M, NYBORG R. A Mechanistic Model for CO₂ Corrosion with Protective Iron Carbonate Films[C]//Corrosion Conference. Houston: NACE, 2011: 100—104.
- [13] FARELAS F, GALICIA M, BROWN B. Evolution of Dissolution Processes at the Interface of Carbon Steel Corroding in a CO₂ Environment Studied by EIS [J]. Corrosion Science, 2010, 52(2): 509.
- [14] 赵国仙, 陈长风, 李建平, 等. X52 钢的 CO₂ 腐蚀行为[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2001, 13(4): 236—238.
ZHAO Guo-xian, CHEN Chang-feng, LI Jian-ping, et al. Corrosion Behavior of Steel X52 in Simulated Pipeline Environment Containing CO₂[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2001, 13(4): 236—238.
- [15] 李桐, 高克玮, 路民旭. X65 钢 CO₂ 腐蚀产物膜形成机理[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2007, 27(6): 338—341.
LI Tong, GAO Ke-wei, LU Min-xu. Formation Mechanism of CO₂ Corrosion Product [J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2007, 27(6): 338—341.
- [16] 张雷, 丁工, 刘志德, 等. 温度对 X65 管线钢湿气 CO₂ 腐蚀的影响[J]. 石油与天然气化工, 2008, 37(1): 48—51.
ZHANG Lei, DING Gong, LIU Zhi-de, et al. Effects of Temperature on CO₂ Corrosion for X65 Pipeline Steel in Wet Natural Gas [J]. Chemical and Engineering of Oil & Gas, 2008, 37(1): 48—51.
- [17] 虞毅, 徐连勇, 韩永典, 等. X65/316L 机械复合管焊接接头 CO₂ 腐蚀行为研究[J]. 焊管, 2011, 34(1): 13—16.
YU Yi, XU Lian-yong, HAN Yong-dian, et al. Study on the CO₂ Corrosion Behavior of X65/316L Mechanical Clad Pipes Welding Joint [J]. Welded Pipe, 2011, 34(1): 13—16.
- [18] 胡丽华, 常炜, 张雷, 等. X65 钢和 3Cr 钢作为海底管道用钢抗 CO₂ 腐蚀性能研究[J]. 中国海上油气, 2011, 23(2): 131—134.
HU Li-hua, CHANG Wei, ZHANG Lei, et al. Research on the CO₂ Corrosion Resistance of X65 and 3Cr Steels Applied to Subsea Pipeline [J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(2): 131—134.
- [19] KEMANI M B, MORSHED A. Carbon Dioxide Corrosion

- in Oil and Gas Production a Compendium [J]. Corrosion, 2003, 59(8): 659—683.
- [20] ZHANG G A, LU M X, WU Y S, et al. Morphology and Microstructure of CO₂ Corrosion Scales [J]. Chinese Journal of Materials Research, 2005, 19(5): 537—548.
- [21] ZHAO G X, LYU X H, XIANG J M, et al. Formation Characteristic of CO₂ Corrosion Product Layer of P110 Steel Investigated by SEM and Electrochemical Techniques [J]. Journal of Iron and Steel Research: International, 2009, 16(4): 89—94.
- [22] ZHANG Yu-cheng, PANG Xiao-lu, QU Shao-peng, et al. The Relationship between Fracture Toughness of CO₂ Corrosion Scale and Corrosion Rate of X65 Pipeline Steel under Supercritical CO₂ Condition [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2011, 5(6): 1643—1650.
- [23] 崔铭伟, 封子艳, 韩建红, 等. 多相流动状态下 CO₂ 分压对 X70 钢 CO₂ 腐蚀的影响[J]. 石油化工高等学校学报, 2015, 28(2): 62—68.
- CUI Ming-wei, FENG Zi-yan, HAN Jian-hong, et al. Effect of CO₂ Partial Pressure on CO₂ Corrosion of X70 Steel at Multiphase Flow [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2015, 28(2): 62—68.
- [24] 张伟卫, 蔡庆伍, 武会宾, 等. 影响鞍钢 X70 管线钢 CO₂ 腐蚀行为的环境因素和材料因素[J]. 腐蚀与防护, 2008, 29(7): 368—371.
- ZHANG Wei-wei, CAI Qing-wu, WU Hui-bin, et al. CO₂ Corrosion Behavior of X70 Pipeline Steel [J]. Corrosion & Protection, 2008, 29(7): 368—371.
- [25] 王霞, 张仁勇, 申少飞. X80 钢在土壤模拟液中的腐蚀行为研究[J]. 石油与天然气化工, 2012, 41(6): 594—596.
- WANG Xia, ZHANG Ren-yong, SHEN Shao-fei. Research on the Corrosion Behaviors of X80 Steel in Simulative Soil Solution [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2012, 41(6): 594—596.
- [26] 魏爱军, 赵茜, 霍富永, 等. 不同温度下 X80 钢的 CO₂ 腐蚀电化学特性[J]. 腐蚀与防护, 2012, 33(4): 281—283.
- WEI Ai-jun, ZHAO Xi, HUO Fu-yong, et al. Electrochemical Characteristics of CO₂ Induced Corrosion of X80 at Different Temperatures [J]. Corrosion & Protection, 2012, 33(4): 281—283.
- [27] 朱世东, 李金灵, 马海霞, 等. CO₂ 分压对 J55 油管腐蚀产物膜特征的影响[J]. 西安石油大学学报, 2014, 29(2): 94—99.
- ZHU Shi-dong, LI Jin-ling, MA Hai-xia, et al. Effect of CO₂ Partial Pressure on the Characteristics of Corrosion Scale Formed on J55 Tubing [J]. Journal of Xi'an Shiyou University, 2014, 29(2): 94—99.
- [28] 刚振宝, 刘伟, 卫秀芬, 等. 大庆油田深层气井 CO₂ 腐蚀规律及防腐对策[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(3): 95—99.
- GANG Zhen-bao, LIU Wei, WEI Xiu-fen, et al. CO₂ Corrosion Rules and Anti-corrosion Method for Deep Reservoir Gas Wells in Daqing Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007, 26(3): 95—99.
- [29] 陆原, 刘鹤霞, 赵景茂, 等. 几种材料在模拟油田环境中的 CO₂ 腐蚀行为[J]. 腐蚀与防护, 2007, 28(7): 345—348.
- LU Yuan, LIU He-xia, ZHAO Jing-mao, et al. CO₂ Corrosion Behaviors of Several Steels in Simulated Oiled Environment [J]. Corrosion & Protection, 2007, 28(7): 345—348.
- [30] 吕传涛, 王永胜, 王秀芬, 等. 模拟 CCS 工程 CO₂ 腐蚀环境的选材实验研究[J]. 天津冶金, 2013, 2: 58—60.
- LYU Chuan-tao, WANG Yong-sheng, WANG Xiu-fen, et al. Test and Study on Material Selection by CO₂ Corrosion Environment Simulation of CCS Project [J]. Tianjin Metallurgy, 2014, 34(2): 58—60.
- [31] 袁青, 刘音, 毕研霞, 等. 油气田开发中 CO₂ 腐蚀机理及腐蚀方法研究进展[J]. 天然气与石油, 2015, 33(2): 78—81.
- YUAN Qing, LIU Yin, BI Yan-xia, et al. Research on CO₂ Corrosion and Corrosion Control Method in Oil and Gas Field Development [J]. Natural Gas and Oil, 2015, 33(2): 78—81.
- [32] ZHANG Y, GAO K, SCHMITT G. Water Affection Steel Corrosion under Supercritical CO₂ Conditions[C]//Corrosion. Texas: Houston, 2011.
- [33] RUSSICK E M, POULTER G A, ADKINS C, et al. Corrosive Effects of Supercritical Carbon Dioxide and Cosolventson [J]. The Journal of Supercritical Fluids, 1996, 9(1): 43—50.
- [34] VISSER E, HENDRIKS Chris, BARRIO M, et al. Dynamics CO₂ Quality Recommendations [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2008(2): 478—484.
- [35] 姚晓. CO₂ 对油气井管材腐蚀的预测及防护[J]. 石油钻采工艺, 1998, 20(3): 44.
- YAO Xiao. Prediction and Protection of CO₂ Corrosion of Tubular Goods in Oil/Gas Wells [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1998, 20(3): 44.
- [36] 任永峰, 毕宗岳, 李周波. 3Cr 钢和碳钢在含 CO₂ 环境中的腐蚀速率对比[J]. 表面技术, 2013, 42(1): 29—31.
- REN Yong-feng, BI Zong-yue, LI Zhou-bo. Comparison of the Corrosion Rate of 3Cr Steel and Carbon Steel in CO₂ Environment [J]. Surface Technology, 2013, 42(1): 29—31.
- [37] 韩霞, 王子明, 王田丽. 气液比对 CO₂ 驱集输管线腐蚀的影响规律[J]. 油气田地面工程, 2014, 33(12): 27—28.
- HAN Xia, WANG Zi-ming, WANG Tian-li. Effect of the Ratio of Gas and Liquid on Gathering Pipeline Corrosion of CO₂ Flooding [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2014, 33(12): 27—28.
- [38] 孙福洋, 赵国仙, 郭清超, 等. 镍钨合金镀层对 QT-900 油管耐 CO₂ 腐蚀的影响[J]. 表面技术, 2014, 43(6): 6—10.
- SUN Fu-yang, ZHAO Guo-xian, GUO Qing-chao, et al. Effect of Ni-W Coating on the Corrosion Resistance of QI-900 Coiled tubing [J]. Surface Technology, 2014, 43(6): 6—10.

- [39] 许志倩, 闫相祯, 杨秀娟, 等. CO₂ 腐蚀对套管强度动态影响分析[J]. 机械工程学报, 2014, 50(1): 169—176.
XU Zhi-qian, YAN Xiang-zhen, YANG Xiu-juan, et al. Strength Time Varying Analysis of Casing with CO₂ Corrosion Defects [J]. Journal of Mechanical Engineering, 2014, 50(1): 169—176.
- [40] 杜海燕, 韩阔俐, 路民旭, 等. 抗 CO₂ 腐蚀油气井缓蚀剂的研究与应用[J]. 表面技术, 2006, 35(1): 77—79.
DU Hai-yan, HAN Tian-li, LU Min-xu, et al. Research and Application of Carbon Dioxide Corrosion Inhibitor for Oil and Gas Well [J]. Surface Technology, 2006, 35(1): 77—79.
- [41] 刘然克, 王立贤, 刘智勇, 等. 咪唑啉类缓蚀剂对 P110 钢在 CO₂ 注入并环空环境中的应力腐蚀行为[J]. 表面技术, 2015, 44(3): 25—30.
LIU Ran-ke, WANG Li-xian, LIU Zhi-yong, et al. Effect of Imidazoline Corrosion Inhibitor on Steer Corrosion Cracking Behavior of P110 Steel in Simulated Annulus Environment in CO₂ Injection Wells [J]. Surface Technology, 2015, 44(3): 25—30.
- [42] 王彬, 杜敏, 张静, 等. 抑制 Q235 钢 CO₂ 腐蚀的气液两相咪唑啉衍生物缓蚀剂的缓蚀行为[J]. 物理化学学报, 2011, 27(1): 120—126.
WANG Bin, DU Min, ZHANG Jing. Inhibition Performance of an Imidazoline Derivative as a Gas-Liquid Two-phase Inhibitor for Q235 Steel against CO₂ Corrosion [J]. Acta Physico-Chimica Sinica, 2011, 27(1): 120—126.
- [43] 蒋秀, 屈定荣, 刘小辉. 超临界 CO₂ 管道输送与安全[J]. 油气储运, 2013, 32(8): 809—813.
JIANG Xiu, QU Ding-rong, LIU Xiao-hui. Supercritical CO₂ Pipeline Transportation and Safety [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(8): 809—813.
- [44] BARRIE J, BROWN K, HATCHER P R, et al. Carbon Dioxide Pipelines: A Preliminary Review of Design and Risks [J]. Greenhouse Gas Control Technologies, 2005(7): 315—320.
- [45] WALLACE C B. Drying Supercritical CO₂ Demands Care [J]. Oil and Gas Journal, 1985, 24: 98—104.
- [46] GULBRANDSEN E, KVAREKVAL J, MILAND H. Effect of Oxygen Contamination on Inhibition Studies in Carbon Dioxide Corrosion [J]. Corrosion, 2005, 61(11): 1086—1097.
- [47] WAARD C, MILLIAMS D E. Carbonic Acid Corrosion of Steel [J]. Corrosion, 1975, 31(5): 177—182.
- [48] CHOI Y S, NESIC S. Effect of Water Content on the Corrosion Behavior of Carbon Steel in Supercritical CO₂ Phase with Impurity[C]. [s.l.]: NACE, 2011.
- [49] AVELLO F, EVANS K, THODLA R. Effect of Impurities on Corrosion of Steel in Supercritical CO₂[C]. [s.l.]: NACE, 2010.
- [50] ROGERS G F C, MAYHEW Y R. Engineering Thermodynamics Work and Heat Transfer [M]. Essex: Longman Group Ltd, 1980: 305—328.
- [51] 张玉成, 鞠新华, 庞晓露, 等. O₂ 浓度对钢在超临界 CO₂ 中腐蚀速率的影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2015, 35(3): 220—226.
ZHANG Yu-cheng, JU Xin-hua, PANG Xiao-lu, et al. Effect of O₂ Concentration on Corrosion Rate of Steels in Supercritical CO₂ [J]. Journal of Chinese Society for Corrosion Protection [J]. 2015, 35(3): 220—226.
- [52] 黄天杰, 殷安会, 刘智勇, 等. 吉林油田矿场条件下 CO₂ 腐蚀模拟装置的建立及实验研究[J]. 表面技术, 2015, 44(3): 69—73.
HUANG Tian-jie, YIN An-hui, LIU Zhi-yong, et al. Setup of CO₂ Corrosion Simulation Unit and Test Study under Field Site Conditions in Jilin Oilfield [J]. Surface Technology, 2015, 44(3): 69—73.